

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання практичних робіт з дисципліни:

**„Цифрові системи вимірювання та передачі даних в енергетиці. Розділ 2.
Порядок розробки автоматизованих систем обліку електроенергії.”**

для студентів напрямку 6.050701 «Електротехніка та технології»

спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання»

«Енергетичний менеджмент» 7.05007103, 8.05.007103

Київ – 2016

Цифрові системи вимірювання та передачі даних в енергетиці [Текст]: метод. вк. до виконання практичних робіт для студ. спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання», «Енергетичний менеджмент» 7.05007103, 8.05.007103. Уклад: А.В. Волошко. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 31 с.

Рекомендовано Вченою радою

Інституту енергозбереження та енергоменеджменту НТУУ «КПІ»

(Протокол № 10 від 25 травня 2016 р.)

Навчальне видання

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до виконання практичних робіт з дисципліни

«Цифрові системи вимірювання та передачі даних в енергетиці»

Розділ «Порядок розробки автоматизованих систем обліку електроенергії»

для студентів напрямку 6.050701 «Електротехніка та технології»

спеціальності «Електротехнічні системи електроспоживання»

«Енергетичний менеджмент» 7.05007103, 8.05.007103

Затверджено на засіданні

кафедри електропостачання

Протокол № 15 від 20.05. 2016 р.

Укладач: Волошко Анатолій Васильович, докт. техн. наук, доц.

Відповідальний редактор: Калінчик В.П., канд. техн. наук, доц.

Рецензент: Попов В.А., канд. техн. наук, доц.

ЗМІСТ

1. Основні положення	
2. Практичне заняття № 1.	4
Розробка ТЗ	
3. Практичне заняття № 2.	6
Розробка ескізного та робочого проекту	
4. Практичне заняття № 3 – 4 .	7
Вимоги до вимірювального комплексу	
Зберігання даних	
Часові вимоги	
Вимоги до засобів моніторингу та діагностування	
5. Практичне заняття № 5 – 6 .	18
Безпека обладнання вимірювального комплексу	
Організація захисту інформації	
Вимоги до каналів зв'язку та передаваних даних	
6. Практичне заняття № 7	24
Вимоги до видів забезпечення	
Вимоги до ЛУЗОД	
Вимоги до режимів функціонування АСОЕ	
7. Бібліографія	29

Основні положення.

Тема – Цифрові системи вимірювання та передачі даних в енергетиці. Розділ порядок розробки автоматизованих систем обліку електричної енергії (технічна документація)

Ціль – уміння студентами формувати вимоги до автоматизованих систем обліку електричної енергії (АСОЕ), розробляти технічне завдання, ескізи та робочі проекти. Формувати порядок розроблення і склад робочої та експлуатаційної документації, її погодження та затвердження.

Передмова.

Склад і зміст робіт за стадіями створення АСОЕ регламентується ГОСТ 34.601-90 з наступними доповненнями:

Етап 1, підрозділ 1.2.

Правила видачі, розроблення, погодження, прийняття та позначення технічних умов регламентуються ГОСТ 1.3:2004. При створенні АСОЕ етап 2, підрозділи 2.2 та 2.3 можуть бути включені за їх необхідності. Етап 3 – Розділом 9 ДСТУ 5003:2008. Розробка концепції побудови АСОЕ регламентується викладеним у [2] та ДСТУ 5003.1:2008.

Практичне заняття № 1

Тема - Розробка технічного завдання на АСОЕ.

Ціль – Вміння, на основі отриманих технічних умов на впровадження АСОЕ розробити та погодити, у відповідності до нормативних документів, розроблене технічне завдання в енергопостачальній організації.

ТЗ на АСОЕ є основним документом, який визначає вимоги і порядок створення (розвитку або модернізації) АСОЕ, у відповідності з якими здійснюються її розробка та приймання при вводі в експлуатацію. Розробка ТЗ на АСОЕ регламентується ГОСТ 34.602-89, технічними умовами (рекомендаціями), які видає енергопостачальна організація за письмовим

запитом Споживача в термін до 10 днів та відповідно до [1] з обов'язковим визначенням:

- * вимог до вимірювального комплексу;
- * вимог до ланцюгів вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку;
- * вимог до точності обладнання комерційного обліку;
- * вимог до класу точності обладнання комерційного обліку;
- * вимог до точок та приладів обліку;
- * правил зберігання даних;
- * часових вимог;
- * вимог до засобів моніторингу та діагностування;
- * правил безпеки обладнання вимірювального комплексу;
- * організації захисту інформації;
- * вимог до ЛУЗОД;
- * вимог до режимів функціонування АСОЕ;
- * вимог до каналів зв'язку та передаваних даних;
- * вимог до видів забезпечення;
- * вимог до програмних засобів;
- * вимог до легалізації програмного забезпечення та боротьби з нелегальним його використанням (викладені в [5]);
- * вимог та порядок атестації програмного забезпечення засобів вимірювальної техніки (викладені в [6]);
- * вимог (не обов'язкові) до порядку реєстрації в Україні виробників та розповсюджувачів програмного забезпечення викладені в [7];
- * порядку розробки, погодження та затвердження ТЗ на АСОЕ.

Технічне завдання повинно бути погоджене в енергопостачальній організації та з суміжними суб'єктами (якщо такі існують). Енергопостачальна організація повинна в термін п'яти днів погодити технічне завдання (п.11 [1]) з видачею зауважень (якщо такі мають місце) строго з посиланням на нормативні документи. Зауваження, надані без посилання на нормативні документи, не враховуються та розгляду не підлягають. Енергопостачальній організації забороняється примушувати Споживача до встановлення приладів обліку, локального устаткування збору та обліку даних (ЛУЗОД), програмних засобів конкретних виконавців.

Згідно п. 8 в [1] Технічне завдання повинно пройти метрологічну експертизу. Метрологічна експертиза технічного завдання проводиться органами Укртестметрстандарту.

Запитання для самоперевірки

1. На основі якого нормативного документу розробляється ТЗ?
2. Хто має право розробляти ТЗ?
3. Ким погоджується ТЗ і в який термін?
4. Чи проводиться метрологічна експертиза ТЗ?

Практичне заняття № 2

Тема – Порядок розробки ескізного та робочого проекту на впровадження АСОЕ.

Ціль – Набути вміння на основі отриманих технічних умов розробити та погодити ескізний та/або технічний проект на впровадження АСОЕ у відповідності до нормативної документації.

Розробка ескізного та робочого проектів регламентується ГОСТ 24.62-86 і проводиться після погодження та метрологічної експертизи технічного завдання на АСОЕ. Після розроблення технічного проекту він повинен бути погоджений в Енергопостачальній організації. Термін погодження регламентується [1] і не повинен перевищувати п'ятнадцяти робочих днів з дня його отримання енергопостачальною організацією.

Технічне рішення енергопостачальної організації щодо Технічного проекту повинне містити згідно [1]:

- * Легітимність програмного забезпечення в складі ЛУЗОД (АСОЕ), що використовується для комерційних розрахунків;
- * Легітимність протоколів обміну з багатофункціональними лічильниками у складі програмного забезпечення ЛУЗОД (АСОЕ);
- * Відповідність проектних рішень технічним умовам (рекомендаціям), згідно з п.4 [1].

Після затвердження технічного проекту приймається рішення щодо підготовки об'єкта автоматизації до впровадження АСОЕ, закупівлі обладнання та програмного забезпечення.

Запитання для самоперевірки

1. На основі чого розробляється ескізний та технічний проект на впровадження АСОЕ?
2. Чи повинне мати легітимність застосоване програмне забезпечення та протоколи обміну інформацією між ЛУЗОД та лічильниками електроенергії?
3. Який термін погодження ТЗ в ЕК?

Практичне заняття № 3 – 4

Тема – Вимоги до вимірювального комплексу, ланцюгів вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку та точності обладнання комерційного обліку.

Ціль – На основі вимог нормативних документів вміти вибрати необхідне обладнання, функціонування якого впливає на точність вимірювань електричної енергії і внести їх в проектну документацію.

Вимоги до вимірювального комплексу

Вимірювальний комплекс системи комерційного обліку складають: трансформатори струму (ТС), трансформатори напруги (ТН), їх вторинні кола, лічильники електроенергії (ЛЕ), які з'єднані за допомогою кабелів згідно електричної схеми. Для АСОЕ, що використовують багатофункціональні лічильники електричної енергії з цифровим виходом, вимірювальні канали закінчуються на інформаційному виході електролічильника. При використанні індукційних електролічильників з телеметричним приставками або статичних електролічильників з імпульсним виходом у вимірювальні канали входять телеметричні лінії зв'язку та ЛУЗОД.

Відповідно до “Порядку затвердження та використання коштів на встановлення систем (приладів) обліку ліцензіатами з передачі електричної енергії” рівень вузлів обліку АСОЕ повинен охоплювати всі вимірювальні системи (ВС), встановлені в розрахункових вузлах обліку і мати можливість розширення шляхом підімкнення нових ВС в обсязі не менше 10% від первісної чисельності.

Елементи вимірювального комплексу повинні бути внесені до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України і мати дійсні

свідоцтва про перевірку. Кожен вимірювальний комплекс комерційного обліку повинен мати паспорт –протокол який має переоформлятися при всіх змінах у вимірювальному комплексі та при проведенні планових робіт з періодичної перевірки засобів вимірювань.

Вимоги до ланцюгів вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку

Перед розробкою ТЗ на створення АСОЕ споживача має бути проведена паспортизація всіх вимірювальних комплексів засобів комерційного обліку. За результатами паспортизації необхідно:

- усунути причини, які не дозволяють забезпечити необхідну точність обліку електроенергії (наприклад, перевантаження (недовантаження) вимірювальних трансформаторів і т. ін.);
- переоформити за необхідності паспорти-протоколи на вимірювальні комплекси засобів комерційного обліку;
- вжити заходів, що забезпечують захист засобів комерційного обліку від несанкціонованого доступу (встановити спеціалізовані шафи обліку, спеціалізовані блоки, коробки, панелі тощо .
- виключити з вимірювальних струмових ланцюгів пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА);
- виконувати підключення електролічильників до вимірювальних трансформаторів напруги окремим кабелем;
- вивести вимірювальні ланцюги обліку на спеціальні випробувальні блоки (випробувальні коробки), що встановлюються в безпосередній близькості від електролічильників і забезпечити можливість їх пломбування;
- усі ТС мають відповідати вимогам ІЕС60044-1:2008. Усі поєднані блоки ТН/ТС мають відповідати вимогам ІЕС 60044-3, або ДСТУ ІЕС 60044-3:2009. Загальне навантаження на вторинну обмотку ТН або ТС ні в якому випадку не має перевищувати номінального навантаження цієї обмотки.

Там, де необхідні окремі ТС або ТН, достатньо встановити ТС або ТН з окремими вторинними обмотками та спільною первинною обмоткою. Для мінімізації втрат в колах ТС і ТН кабельні сполучення повинні бути мінімальної довжини. У випадках наявності більше ніж одного належного ТН, слід запровадити схему їх перемикання, щоб напруга не втрачалась у випадку втрати напруги від

одного ТН. Якщо необхідні окремі ТН, схема перемикання має передбачати використання різних ТН окремо для основного та дублюючого лічильників.

Виводи ТН у складі вимірювального комплексу повинні бути обладнані захисним автоматом, розташованим якомога ближче до контактів вторинної обмотки. Там, де основний та дублюючий лічильники використовують єдине джерело опорної напруги, а довжина кабелю від захисних автоматів змонтованих на затискачах ТН, до лічильника перевищує 30 метрів, відбір напруги для основного та дублюючого лічильників слід виконувати окремо, через окремі захисні автомати, встановлені якомога ближче до контактів ТН. Якщо нормативами вимагається вимірювання якості постачання в точці приєднання, загальний вимірювальний комплекс проектується таким чином, щоб реєструвати як кількість, так і якість електричної енергії.

Вимоги до точності обладнання комерційного обліку

Таблиця - Допустимі межі похибки для вимірювального комплексу, що реєструє активну енергію

Загальна точність комерційного обліку	Струм (відносно номінального струму)	Коефіцієнт потужності	Межі похибки
Приєднання між магістральними та іншими мережами й генеруючими блоками – [100]МВт та вище	Від [120]% до [10]%	[1]	±[0.5]%
	Від [10]% до [5]%	[1]	±[0.7]%
	Від [5]% до [1]%	[1]	±[1.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[1.0]%
		[0.5] інд.	±[1.0]%
Приєднання між розподільними мережами , та генеруючими блоками нижче [100]МВт Точками постачання понад [10]МВт	Від [120]% до [10]%	[1]	±[1.0]%
	Від [10]% до [5]%	[1]	±[1.5]%
	Від [5]% до [1]%	[1]	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[2.0]%

		[0.5] інд.	±[2.0]%
Точки постачання від [1]МВт до [10]МВт	Від [120]% до [10]%	[1]	±[1.5]%
	Від [120]% до [10]%	[1]	±[2.0]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[2.5]%
		[0.5] інд.	±[2.5]%
Точки постачання від [150]кВт до [1]МВт	Від [10]% до [5]%	[1]	±[1.5]%
	Від [20]% до [5]%	[1]	±[2.5]%
	Від [120]% до [10]%	[0.8] ємн.	±[2.5]%
		[0.5] інд.	±[2.5]%
Інші точки постачання	Від [100]% до [5]%	[1]	±[2.5]%
Усі приєднання між мережами, генеруючими блоками та точки постачання [1] МВт та вище	Від [120]% до [10]%	[0]	±[4.0]%
	Від [100]% до [20]%	[0.87] інд.	±[5.0]%
		[0.87] ємн.	±[5.0]%
Точки постачання між [150]кВт та [1]МВт, та інші точки постачання , де вимагається тарифом на доступ до мережі	Від [100]% до [20]%	[0]	±[5.0]%
	Від [100]% до [20]%	[0.87] інд.	±[5.0]%
		[0.87] ємн.	±[5.0]%

Вимоги до класу точності обладнання комерційного обліку

Таблиця - Класи точності встановленого обладнання комерційного обліку

Точність обладнання комерційного обліку	Активний лічильник	Реактивний лічильник	ТС	ТН
Приєднання між магістральними мережами та	0.2S	2.0	0.2S	0.2

іншими мережами та генеруючими блоками [100]МВт та вище				
Приєднання між розподільними мережами, генеруючими блоками нижче 100 МВт та точками постачання [10] МВт та вище	0.2S	2.0	0.2S	0.5
Точки постачання [1] МВт та вище	0.5	3.0	0.5	1.0
Точки постачання вище [150] кВт та точки постачання, де регуляторним органом визначено необхідність інтервальних лічильників	1.0	3.0	0.5	1.0
Інші точки постачання	2.0	3.0	0.5	-

Вимоги до точок та приладів обліку

Обладнання комерційного обліку встановлюється в точці приєднання між мережами різних операторів мереж (ОМ), або у точці приєднання між мережею ОМ та мережею користувача системи, або між мережею споживача і субспоживача. Ця точка визначається як точка комерційного обліку.

У разі неможливості встановити обладнання комерційного обліку на межі між мережами, в точці приєднання, обладнання комерційного обліку слід встановлювати в точці вимірювання настільки близько до межі мереж, наскільки це є розумно можливим, та погодити коригувальні коефіцієнти або алгоритм розрахунку втрат у мережі між сторонами, відповідальними за мережі з обох боків точки приєднання, та РР. У випадку, коли сторони не можуть домовитися про відповідні коригувальні коефіцієнти або алгоритм розрахунку втрат в мережі, це питання слід винести на процедуру вирішення суперечок.

Розрахунок необхідних коригувальних коефіцієнтів має виконуватися згідно з відповідною методикою (розробляється). У випадках, коли

застосовуються коригувальні коефіцієнти, вони повинні, по можливості, застосовуватися безпосередньо у лічильниках так, щоб дані, які показує лічильний механізм, відображали зобов'язання сторін. У випадках, коли неможливо застосувати коригувальні коефіцієнти до лічильників, вони можуть бути застосовані до даних комерційного обліку у будь-якій зовнішній станції пристрою зберігання первинних даних, що належать до лічильника, або у системах оператора даних комерційного обліку (ОДКО).

Прилади комерційного обліку електроенергії, що працюють у складі АСОЕ Споживача, які є джерелами первинної інформації для АСОЕ, повинні відповідати наступним вимогам:

- Лічильники активної енергії мають відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 60687:2004, ДСТУ ІЕС 61036:2001 та відповідним розділам ІЕС 62052, ІЕС 62054, залежно від конкретного випадку.
- Лічильники реактивної енергії повинні відповідати вимогам ДСТУ ІЕС 61268-2001 та відповідним розділам ДСТУ ІЕС 62503, залежно від конкретного випадку.
- ЛЕ повинні включати енергонезалежний лічильний механізм накопичувальної енергії для кожної величини, що вимірюється.
- ЛЕ повинні забезпечувати вимірювання електроенергії з наростаючим підсумком обчислення усередненої потужності за півгодинні інтервали часу (за необхідності - мати значення усередненої потужності за більш короткі проміжки часу);
- В ЛЕ повинен вестись «журнал подій» (фіксація кількості перерв живлення, кількості та дат зв'язків з лічильником, що призвели до будь-яких змін даних і т. ін.);
- ЛЕ повинні мати захист від несанкціонованої зміни параметрів, функцію автоматичної діагностики, забезпечувати збереження інформації, а також забезпечувати роботу внутрішнього таймера і ведення календаря при втраті живлення не менш 1 року;
- ЛЕ повинні забезпечувати облік активної та реактивної енергії в прямому і зворотному напрямках, вимірювання активної і реактивної потужності, мати можливість здійснення зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера та забезпечувати похибка ходу внутрішнього таймера не більше 0,5 секунд на добу;
- ЛЕ повинні виконувати автоматичний перехід на літній/зимовий час, забезпечувати період інтеграції вимірюваних величин з інтервалом 1, 3, 5,

15, 30 і т.д., забезпечувати формування бази даних результатів обліку з обов'язковою прив'язкою величин до часу вимірювань і зберігати їх в енергонезалежній пам'яті, підтримувати функцію підімкнення зовнішнього резервного електроживлення та зберігання графіка навантаження не менше ніж за останні 40 діб;

- Для забезпечення можливості автоматичного знімання інформації ЛЕ повинен мати імпульсний вихід типу “сухий контакт” і послідовний інтерфейс RS-232 або RS-485 (RS-422) із можливістю зовнішньої синхронізації ходу внутрішнього таймера;

- Забезпечення працездатності при температурі навколишнього повітря від -20 до +55 C⁰, середнє напрацювання на відмову – не менше 53000 годин, міжповірочний інтервал - 6 років.

Зберігання даних

Дані комерційного обліку інтервальних лічильників мають зберігатися у точці вимірювання, (споживання менш ніж 1кВт·год у будь-якому розрахунковому періоді має переноситися у наступний розрахунковий період). Відповідальна сторона має забезпечити, щоб оператор обладнання комерційного обліку (ООКО) і ОДКО, яких вона призначила, використовували сумісне обладнання і процедури, а ООКО має забезпечити, щоб установлений пристрій зберігання первинних даних був опитаний системами з використанням ОДКО.

Зазвичай, ОДКО опитуватиме пристрої зберігання первинних даних та збиратиме дані комерційного обліку щоденно. Однак, упродовж періоду зберігання даних у пристрої зберігання первинних даних має бути можливим повторний збір даних комерційного обліку. Функції “зчитування” не повинні стирати або змінювати будь-які отримані дані комерційного обліку, які зберігаються. Пристрій зберігання первинних даних на запит ОДКО повинен надавати будь-яку частину записаних даних.

У разі відсутності електричного живлення пристрої зберігання первинних даних мають видавати сигнал тривоги, який буде отриманий ОДКО при наступному опитуванні цих пристроїв. По можливості, цей сигнал має бути прив'язаний до тих даних, інтервалів яких стосується стан відсутності живлення. Для забезпечення функціонування за тривалої відсутності живлення,

годинник, календар та всі дані мають підтримуватися впродовж періоду (45) днів без приєднання зовнішнього живлення.

Часові вимоги

Вимоги до точного часу ОДКО та локальних вимірювальних комплексів споживачів є такими. Усі виміряні розрахункові періоди мають відноситися до часової точки 00:00:00 відповідно до національного стандарту часу. Синхронізація часу центральних систем ОДКО має виконуватися за допомогою будь-якого засобу, який давав би змогу ОДКО підтримувати свої системи у межах ± 1 с відносно стандартного часу в Україні, а синхронізація має проводитися кожні 6 годин.

Якщо ОДКО в разі несправності зв'язку використовує портативне обладнання для збору даних з пристрою зберігання первинних даних, синхронізація часу портативного обладнання рекомендується виконуватися синхронізуючим еталонним сигналом з основних систем ОДКО. Синхронізація часу має виконуватися безпосередньо перед та безпосередньо після збору даних або, якщо ці події розділяє понад 24 години, принаймні один раз кожні 24 години.

Синхронізація часу пристрою зберігання первинних даних має зазвичай виконуватися синхронізуючим еталонним сигналом від ОДКО. Щоразу, коли (локальні або дистанційні) системи ОДКО опитують пристрій зберігання первинних даних, час, зареєстрований цим пристроєм, звірятиметься з часом, зареєстрованим системами ОДКО. Якщо різниця перевищує 2 секунди, але менша ніж 10 хвилин, системи ОДКО мають скоригувати час, зареєстрований пристроєм зберігання первинних даних. У випадках, коли різниця у часі перевищує 10 хвилин, зареєстрований пристроєм зберігання первинних даних час не має коригуватися, а будь-які зібрані дані не повинні обробляти доти, доки причини розбіжностей не будуть розслідувані ООКО, та не стане зрозумілим вплив цих розбіжностей на зібрані дані.

Початок кожного розрахункового періоду повинен знаходитись у діапазоні допуску ± 5 секунд. Точність тривалості кожного розрахункового періоду має бути у межах $\pm 0,1\%$, за винятком випадків, коли у цей період мала місце синхронізація часу. Загальні межі похибки точного часу, з урахуванням відмови зв'язку з пристроєм зберігання первинних даних упродовж періоду 10 днів, мають бути такими:

- час завершення кожного розрахункового періоду має бути у діапазоні допуску ± 10 секунд;
- тривалість кожного розрахункового періоду має бути у межах $\pm 0,1\%$, за винятком випадків, коли у цей розрахунковий період мала місце синхронізація часу;
- кожний ООКО та ОДКО мають синхронізувати у часі свої основні системи, принаймні, один раз за кожні 6 годин, а будь-який локальний пристрій збору даних або портативне обладнання, що використовується для програмування лічильників або збирання даних з лічильників²⁾, - принаймні один раз на кожні 24 години;

* один час, використовуваний у всіх лічильниках і пристроях зберігання первинних даних, має завжди відповідати стандартному (зимовому) часу в Україні, який на 2 години випереджає УКЧ. Упродовж будь-якого періоду застосування літнього часу, дані комерційного обліку коригуються до часу за годинником у системах ОДКО, які враховують 23-та 25-годинні дні для забезпечення правильного застосування всіх даних.

Вимоги до засобів моніторингу та діагностування

Вимоги до засобів моніторингу.

Мають забезпечуватися засоби моніторингу кожної з таких умов:

- збій у роботі пристрою зберігання первинних даних;
- обертання лічильника у зворотному напрямку (якщо це можливо);
- Контроль заряду акумуляторної батареї та наявності електричного живлення;
- Перевірка пам'яті;

- Проблема отримання напруги від ТН, доступ до локального порту опитування та інших осіб, крім ОДКО.

Про будь-яку з вище зазначених несправностей або випадків має повідомляти, щонайменше, звичайний індикатор подій при знятті даних ОДКО, та при доступі до локального порту опитування. Де це реально, відповідний розрахунковий період має бути позначений ознакою події, яка включала позначку часу, щоб показати, коли подія мала місце й коли нормальне функціонування було відновлене.

ОДКО повинні забезпечити проведення регулярних перевірок зазначених подій, а також вживання належних заходів.

Система повинна мати власні засоби моніторингу за станом елементів виконання регламентних дій, а також реєстрацію подій на довготривалих носіях. Система повинна забезпечувати видачу попереджувальної інформації (звукової та візуальної сигналізації) з використанням внутрішніх (монітор, звукова карта) і зовнішніх (інформаційне табло, незалежна звукова сигналізація, дзвінок по телефону, сигнальний лист по E-mail ...) можливостей.

Вимоги до діагностування системи.

У процесі експлуатації АСОЕ повинна виконуватися автоматична діагностика технічних і програмних засобів. Діагностування повинно забезпечувати контроль технічного стану технічних і програмних засобів АСОЕ та виявлення місць виникнення несправностей обладнання.

Діагностика АСОЕ повинна проводитись відповідно до регламенту, встановленого в експлуатаційній документації в автоматичному фоновому режимі, з обов'язковим записом діагностичних повідомлень в «Журнал подій». Доступ до діагностичної інформації повинен забезпечуватися автоматично, за запитом.

В автоматичному режимі АСОЕ повинна забезпечувати:

- контроль функціонування технічних і програмних засобів АСОЕ;
- контроль наявності зв'язку між рівнями АСОЕ.

Тестування програмно-апаратних засобів АСОЕ для перевірки їх працездатності повинно проводитись: при кожному включенні АСОЕ, періодично, при нормальному режимі функціонування, згідно з регламентом технічного обслуговування.

АСОЕ повинна забезпечувати можливість діагностування в ручному режимі при плановому регламентному обслуговуванні, без порушення функціонування системи. В автоматичному режимі повинна забезпечуватися діагностика таких збоїв та відказів технічних засобів і каналів зв'язку системи: рівень енергооб'єкта, локальний центр збору даних обліку, відсутність інформаційного обміну по каналу «лічильник-засіб обліку» (інформація про збій повинна передаватися на верхній рівень АСОЕ, на рівень енерговузла, іншим заінтересованим сторонам), відсутність інформаційного обміну по каналу «засіб обліку – АСОЕ суб'єкта ОРЕ, АСОЕ користувача».

Рівень вузла ЕК: відсутність інформаційного обміну по каналу «ЛУЗОД-масив некоректованих даних» (повідомлення про збій повинно

передаватися на верхній рівень АСОЕ ЕК, на рівень участка ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив даних – користувач»(повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних» АСОЕ суб'єкта ОРЕ, АСОЕ споживача, відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних верхній рівень»(повідомлення про збій повинно передаватися на верхній рівень АСОЕ ЕК).

Верхній рівень: відсутність інформаційного обміну по каналу «прилад обліку-верхній рівень» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «засіб обліку (об'єкта обліку) – верхній рівень» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «ЛУЗОД- масив некоректованих даних» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відсутність інформаційного обміну по каналу «масив некоректованих даних- користувач» (повідомлення про збій повинно передаватися адміністратору АСОЕ ЕК), відхилення поточного часу (календарної дати) в технічних засобах АСОЕ від системного на величину, що не перевищує допустиме значення. Діагностичні повідомлення повинні відображатися на АРМ і сервері збору даних АСОЕ у вигляді відповідних екранних форм (поточний стан системи, «журнал подій» і т. ін.) і накопичування в базі даних (глибина зберігання визначається при конфігурації АСОЕ ЕК).

Запитання для самоперевірки

1. Яка різниця між поняттям вимірювального каналу у разі застосування в АСОЕ електронних лічильників електричної енергії і індукційних?
2. Що означає поняття розрахунковий вузол обліку в АСОЕ?
3. Яка інформація входить в паспорт-протокол вимірювального комплексу?
4. Чи можна до одного ТС одночасно підключати ЛЕ та обладнання РЗА?
5. Яка різниця між основним лічильником електричної енергії та дублюючим?
6. Від чого залежить межа похибок вимірювального комплексу?
7. Від чого залежить вибір класу точності ЛЕ, ТС та ТН?
8. Наведіть основні вимоги до ЛЕ.
9. При якій величині споживання електричної енергії вона повинна переноситися на наступний розрахунковий період?

10. Яка точність синхронізації часу в ОДКО повинна зберігатися?
11. Яка точність розрахункового періоду?
12. Які функції АСОЕ в автоматичному режимі?
13. Назвіть основні відмінності складу інформації від АСОЕ, на рівні вузла ЕК та верхньому рівні АСОЕ.
- 14.

Практичне заняття № 5 - 6

Тема - Безпека обладнання вимірювального комплексу, організація захисту інформації та вимоги до каналів зв'язку та передаваних даних.

Ціль – Вивчити заходи по захисту комерційних даних та вимоги до безпеки обладнання та каналів зв'язку.

Для збереження вимірювальних комплексів від фізичних пошкоджень вони повинні встановлюватися згідно ПУЕ, а також у місці, яке має бути завжди: захищеним від доступу сторонніх осіб, тварин або комах, які можуть спричинити пошкодження, вільним від займистих матеріалів на відстані 1,5 метри в усіх напрямках, вільно та безпечно доступним для представників ОМ, ООКО або ОДКО з місця, в якому вони здійснюють доступ на територію, чистим та сухим, за винятком випадків, коли обладнання призначене для використання на відкритому повітрі, відповідати вимогам ПУЕ та інших доречних нормативних документів.

Пломбування обладнання комерційного обліку

На додаток до пломби (встановленої Укртестметрстандартом, від імені Укртестметрстандарту), мають бути встановлені охоронні пломби з метою забезпечення виявлення можливого втручання до цілісності обладнання комерційного обліку.

Усе обладнання комерційного обліку має бути опломбоване безпосередньо перед першим вмиканням живлення та після будь-яких наступних робіт, які вимагають зняття пломб. З метою забезпечення неможливості повторного встановлення та обладнання старих пломб з метою приховати недозволене втручання, усі старі пломби мають вилучатися з об'єкта та знищуватися ОМ або ООКО, відповідальним за їх вилучення.

У цьому контексті необхідно, щоб усі кришки затискачів лічильників, кришки блоку випробувань, додаткові клеми та канали, перемикачі часу, що використовуються для контролю тарифних значень, з'єднувальні блоки, кришки

комунікаційних портів, кришки терміналів ТС та ТН були опломбовані. У випадках, коли деякі з цих компонентів розташовані в одній шафі, дозволяється опломбовувати кришки цієї шафи замість опломбування кожного окремого компонента.

У випадках, коли користувач системи вимагає зняття пломб з лічильників для виконання роботи, не пов'язаної з комерційним обліком, зацікавлений учасник повинен викладеним нижче способом надіслати запит про явку представника ОМ чи ООКО, щоб зняти пломби або засвідчити виконану на об'єкті роботу чи провести інспектування обладнання.

Організація захисту інформації.

Обладнання АСОЕ має відповідати вимогам до програмно-апаратних засобів захисту, які повинні включати в себе: розмежування доступу до інформації, реєстрацію подій, що мають відношення до захищеності інформації, забезпечення доступу тільки після ідентифікації та введення особистого паролю, заборона на несанкціоновану зміну конфігурації, захист від можливості зміни даних через локальну мережу або модем, конструкцію апаратури, яка передбачає можливість пломбування, що унеможливило б доступ всередину корпусу і до клемних колодок.

Вимоги до захисту та достовірності даних

Вимоги до безпеки повинні бути відображені в експлуатаційних документах і забезпечувати їх виконання при експлуатації АСОЕ, 2 конструкція технічних засобів обліку всіх рівнів АСОЕ повинна забезпечувати захист від несанкціонованого доступу до їх пам'яті, всі випадки коригування дати і часу в приладах і пристроях обліку повинні фіксуватися в пам'яті з відміткою дати та часу коректування, структура бази даних (БД) і процедури роботи з системою управління базою даних (СУБД) на центральному рівні АСОЕ повинні бути захищені від несанкціонованого доступу системою паролів і повноважень.

Доступ до калібрування і зміни конфігурації лічильників, зміни літнього/зимового часу, тарифних зон і облікових даних повинен мати захист у вигляді механічного блокування, зняти який можна тільки порушивши цілісність пломби ліцензіата, доступ до зміни метрологічних характеристик лічильника повинен мати захист у вигляді механічного блокування, зняти яке, не порушивши цілісності пломби ліцензіата неможливо, у пам'яті приладів і пристроїв обліку повинні зберігатися дата й час останнього перепрограмування їх функцій і параметрів, дані, які вводяться або коригуються ручним способом, на всіх рівнях АСКОЕ повинні мати позначку «ручного введення».

У випадку зникнення основного електроживлення комп'ютерне обладнання системи має перейти на живлення від блоків безперебійного живлення та виконати безпечну зупинку в автоматичному режимі.

У разі втрати зв'язку з іншими елементами системи кожен вузол системи повинен бути здатний функціонувати автономно, виконуючи свої функції в мінімальному обсязі. Інформація про події повинна накопичуватися в локальній пам'яті вузла системи. Після відновлення зв'язку дані з локальної пам'яті (пристроїв і приладів обліку) повинні бути передані в базу даних АСКОЕ.

Відновлення після збоїв та аварій в системі має відбуватися в автоматичному або автоматизованому режимі. При цьому: для захисту даних комерційного обліку електричної енергії від несанкціонованого доступу та з метою забезпечення можливості внесення змін до налаштування лічильника лише відповідними уповноваженими особами, локальний та дистанційний доступ, який не вимагає зняття кришки, опломбованої згідно з вимогами розділу 11.2., має бути можливий лише після вводу відповідного контролю, протокол обміну даними має забезпечувати надання доступу лише до тих зон, які визначені введеним паролем.

Обладнання має рахувати кількість випадків спроб отримання доступу до даних комерційного обліку через локальні порти або порти дистанційного доступу та введення невірної паролю, а якщо кількість неуспішних спроб досягає 5, відключати процес автоматизації (до кінця даної години) на період 1 год. Має бути створено щонайменше 4 рівні безпеки. Паролі мають вибиратися з використанням набору літер, цифр та символів, що підтримуються обладнанням комерційного обліку. Паролі не повинні вибиратися з використанням будь-якої системи, що дозволяє вирахувати пароль. В системах які використовуються для отримання даних, паролі Першого та Другого рівнів повинні зберігатися таким чином, щоб унеможливити їх прочитання оперативному працівнику, який отримує дані.

Рівень 1

Пароль 1 рівня надаватиме доступ виключно для зчитування: ідентифікаційного коду пристрою зберігання первинних даних або лічильника, значень потужності за кожний розрахунковий період, значень сумарного перетоку електроенергії, значення максимальної потужності (кВт та /або кВар·г) для програмованого періоду нарахування плати або статистичного розгляду, якщо є, та/або необхідне для потреб нарахування плати за користування

мережею, сумарної кількості активної енергії, необхідної для цілей тарифікації між користувачем системи та постачальником, коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів, індикації сигналів тривоги, дати та часу пристрою зберігання первинних даних.

У випадках, коли пристрій зберігання первинних даних та лічильник об'єднані, до застосовуваних коригувальних коефіцієнтів.

Рівень 2

На додаток до попереднього рівня доступу, пароль другого рівня надаватиме доступ до: зчитування та коригування дати та часу пристрою зберігання первинних даних, зчитування та перевстановлення значення максимальної потужності (кВт та /або кВАр·г).

Рівень 3

E10.1 На додаток до попереднього рівня, пароль третього рівня надаватиме доступ до екранів програми, механізмів тарифікації та паролів 1,2 та 3 рівнів.

Рівень 4

На додаток до попереднього рівня доступу, пароль 4 рівня надаватиме доступ до: калібрування обладнання комерційного обліку, якщо воно може використовуватися без порушення пломби, встановленої Укртестметрстандартом, від імені Укртестметрстандарту, встановлення коефіцієнтів вимірювальних трансформаторів, встановлення коригувальних коефіцієнтів, паролі 1,2,3 та 4 рівнів.

Вимоги до каналів зв'язку та передаваних даних

Вимоги до каналів зв'язку

Вбудована система передачі даних повинна мати резервні канали зв'язку і забезпечувати автоматичну маршрутизацію запитів. Канали зв'язку повинні забезпечувати встановлення прямого і безпосереднього з'єднання між АСОЕ і центром збору інформації. Технічні характеристики каналів зв'язку повинні забезпечувати швидкість передачі інформації у каналі не менше 9600 бод. Канали зв'язку повинні бути постійно підімкнені до АСОЕ і не повинні використовуватися для інших цілей. Згідно з ПКЕЕ та передавання інформації в ЕК відбувається за рахунок ЕК

Вимоги до поновлення роботи АСКОЕ після збою

Для забезпечення швидкого поновлення роботи АСКОЕ власник має експлуатувати її таким чином, щоб забезпечити правильне поновлення даних та якомога швидше поновлення обробки цих даних.

Зокрема власник АСКОЕ повинен: архівувати та резервувати дані таким чином, щоб вони могли бути поновлені з мінімальною ретроспективною обробкою, зберігати всі оброблені дані таким чином, щоб вони могли бути повторно оброблені з мінімальною затримкою, запровадити та періодично випробувати методики ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій, забезпечити збереження цілісності даних у своїх оперативних системах у випадку системного збою, включаючи запровадження реєстрації операції.

Вимоги до передачі даних

Усі сторони узгоджують механізм передачі /отримання даних. Це узгодження повинно здійснюватись у письмовій формі. Дані комерційного обліку, що передаються до РР для введення розрахунку, передаються з використанням протоколу та механізму передачі даних зазначеної РР. У випадку електронної передачі даних з використанням державної системи зв'язку, або приватної системи, до якої мають доступ інші сторони, вони, як мінімум, передаються з контрольною цифрою, що дозволяє стороні – одержувачу підтвердити автентичність одержаних даних.

Вибір механізму передачі даних повинен сприяти безперешкодному функціонуванню АСКОЕ. Щоразу, коли надсилаються або отримуються дані, повідомлення про отримання має надсилатися та зберігатися стороною, що надіслала дані. Дані вважаються відправленими після отримання повідомлення про отримання, згенерованого АСОЕ іншої сторони.

Вимоги до складу передаваних даних

Не члени оптового ринку електричної енергії передають наступну інформацію від первинних приладів обліку (з масиву даних, що не підлягає коригуванню): щомісяця, 1-го числа – обсяг електроенергії за попередній місяць (враховуючи особливості електролічильника), зафіксований розрахунковими приладами обліку. Активна електроенергія (споживання, генерація, вироблення), реактивна електроенергія (споживання, генерація), сумарні і з розбивкою по зонах доби. Обсяг електроенергії повинен передаватися по

кожній точці розрахункового обліку, відповідно до додатків 3.1, 3.2, 3.3 до договору на користування електроенергією, укладеного енергопостачальною організацією, щомісяця, 11-го і 21-го числа – покази розрахункових приладів обліку: активна електроенергія (споживання, генерація, вироблення), реактивна електроенергія (споживання, генерація), сумарні і з розбивкою по зонах доби. Покази повинні передаватися по кожній точці розрахункового обліку, відповідно до додатків 3.1, 3.2, 3.3 до договору на користування електроенергією, укладеного з енергопостачальною організацією, інформацію яка міститься в «журналі подій».

Вимоги до збереження даних

Усі сторони мають зберігати дані комерційного обліку та дані про розрахунки, якими вони володіють, або отримали, впродовж ___3___ років від дня, до якого відносяться дані.

Зняті з лічильника покази (зібрані та отримані оціночним шляхом) мають зберігатися в ОДКО у такій формі, щоб вони могли бути використані для системи у термін 61 робочого дня після повідомлення впродовж 3 місяців від дня, до якого вони відносяться. Усі інші дані мають зберігатися у такій формі, щоб вони могли бути використані для підтримки процесу вирішення суперечок упродовж 30 робочих днів. Якщо одна сторона повідомляє про виникнення суперечки, всі інші сторони (сторона) повинні зберігати всі дані відповідного розрахункового дня доти, доки не буде повідомлено, що суперечка була вирішена або відхилена.

Запитання для самоперевірки

1. Яке обладнання в АСОВЕ пломбується і навіщо?
2. Як проводиться (при необхідності) зняття пломб і хто має на це право?
3. Як організовується захист інформації в АСОВЕ від несанкціонованого доступу?
4. Основні вимоги до захисту інформації.
5. Хто має право калібрувати та змінювати конфігурацію ЛЕ?
6. Які права доступу до інформації за паролями 1, 2, 3, та 4 рівнів?
7. Основні вимоги до збереження даних.
8. Вимоги до складу передаваних даних.
9. Вимоги до передачі даних.
10. Вимоги до поновлення роботи АСОВЕ після збою
11. Вимоги до каналів зв'язку

Практичне заняття № 7

Тема - Вимоги до видів забезпечення, ЛУЗОД та до режимів функціонування АСОЕ.

Ціль – Вміти сформулювати, в залежності від структури побудови АСОЕ, вимоги до ЛУЗОД, програмного забезпечення та режимів функціонування АСОЕ.

В залежності від виду системи повинні бути наведені вимоги до математичного, інформаційного, лінгвістичного, програмного, технічного, метрологічного, організаційного, методичного та інших видів забезпечення системи. Дані вимоги регламентуються ГОСТ 34.003-90 з наступними доповненнями.

Програмні засоби повинні бути достатніми для виконання всіх функцій АСОЕ, що реалізуються із застосуванням засобів обчислювальної техніки, а також мати засоби організації всіх необхідних процесів обробки даних, що дозволяють виконувати всі автоматизовані функції в усіх регламентованих нормативно технічною документацією (НТД) режимах функціонування АСОЕ.

Програмне забезпечення повинно бути легалізоване згідно [4,6].

Програмні засоби АСКОЕ повинні забезпечувати:

- безвідмовну роботу протягом всього терміну служби, а при оновленні версій повну сумісність і збереження всіх раніше встановлених і збережених параметрів;
 - * автозавантаження операційної системи або програми управління, автоматичне збереження усіх встановлених параметрів і даних, що підлягають зберіганню, за будь-яких збоїв в роботі;
 - * автоматичне само тестування за всіма параметрами;
 - * обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, можливість зміни в процесі роботи складу і кількості врахованих параметрів, а також механізмів їх обчислень;
 - * ведення «журналу подій», що фіксує всі входи в програмне забезпечення, його зміни, а також всі порушення нормального функціонування пристрою (збої живлення, втрата інформації від електролічильника, зникнення каналу зв'язку тощо) з обов'язковою фіксацією дати і часу;
 - * верифікацію даних (в т.ч. на основі порівняння показів основного і дублюючого приладу обліку).

Програмні засоби АСОЕ повинні мати механізм програмного захисту (система паролів) від несанкціонованого доступу. Математичне забезпечення АСОЕ повинно бути реалізовано на основі типових математичних методів і алгоритмів розрахунків необхідних параметрів і техніко-економічних показників, регламентованих чинною НД, а формати і протоколи передачі даних АСОЕ повинні бути побудовані на основі «відкритих» промислових стандартів, тобто повинні бути сумісні з АСОЕ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД, електронні таблиці та інші види програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації.

У нормальному режимі роботи обмін інформацією з системою верхнього рівня АСОЕ проводиться за сигналами запиту цієї системи, при цьому повинні передаватися будь-які запитувані і збережені в ЛУЗОД параметри. При порушеннях в роботі або фіксації несанкціонованого втручання, програмне забезпечення повинне забезпечити автоматичний перехід ЛУЗОД в режим передачі інформації на верхній рівень збору інформації.

Після запуску ЛУЗОД в роботу процеси передачі інформації на верхній рівень, взаємодії із зовнішніми пристроями, відображення інформації, підключення нових каналів обліку та передачі інформації не повинні впливати на процес збирання, накопичення і зберігання інформації в ЛУЗОД.

ПЗ АСОЕ споживача має бути русифіковане (включаючи допоміжні і сервісні функції), сертифіковане Укртестметрстандартом України, або самостійно, або в складі типу засобів вимірювання.

База даних споживача повинна бути захищена від втрати інформації при апаратних відмовах і при несанкціонованому доступі. Інформаційний обмін на верхньому рівні АСОЕ має здійснюватися на основі архітектури «клієнт – сервер» з використанням протоколів TCP/IP і стандарту структурної мови запитів до бази даних - 804.

Інформація про витрату електроенергії та величину потужності в АСОЕ споживача повинна бути прив'язана до єдиного астрономічного часу. Коригування часу повинне здійснюватися автоматично. Усі дані повинні бути забезпечені ознаками якості.

Вимоги до локальних пристроїв збору та передачі даних

ЛУЗОД в комплексі з програмним забезпеченням має бути метрологічно атестовано для застосування в комерційних розрахунках, мати відповідний

сертифікат Держстандарту України та бути включеним до Держреєстру засобів вимірювальної техніки України, а також мати дозвіл до застосування на території України.

ЛУЗОД повинно мати захист від несанкціонованого доступу, як до апаратної частини ЛУЗОД (роз'ємів, функціональних модулів і т.п.), так і до програмно-інформаційного забезпечення.

ЛУЗОД повинно забезпечувати в автоматичному режимі: збір інформації від ЛЕ по цифровому інтерфейсу (типу RS-485, RS-232, ІРПС тощо), збір інформації від ЛЕ оснащених імпульсними телеметричними виходами, обробку прийнятої інформації у відповідності з початковою установкою ЛУЗОД, передачу даних за запитом на верхній рівень в центральне ЛУЗОД (при його наявності) або безпосередньо у центр збору й обробки даних АСОЕ, коректування часу та дати ЛЕ з цифровим інтерфейсом, прив'язку інформації від ЛЕ з імпульсним виходом до системного часу ЛУЗОД, самодіагностику, формати і протоколи передачі даних ЛУЗОД повинні бути побудовані на основі «відкритих» промислових стандартів, тобто повинні дозволяти використовувати їх у складі АСОЕ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД електронні таблиці та інші види програмних додатків для подальшої обробки та зберігання інформації;

Параметризація ЛУЗОД

При початковій установці (налаштуванні), а також у процесі експлуатації (при заміні електролічильників) тільки при знятті механічної пломби і введенні паролів, при цьому в пам'яті ЛУЗОД («журналі подій») автоматично повинен проводитися певний запис із зазначенням дати і часу.

Параметризація ЛУЗОД під конкретну схему обліку електроенергії енергооб'єкту повинна забезпечувати: введення розрахункових коефіцієнтів вимірювальних комплексів (коефіцієнти трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги), формування в групи вимірювальних каналів обліку електроенергії для розрахунку сумарних значень електроенергії за даними групами, завдання найпростішого алгоритму обчислення балансу електроенергії, як по шинам п/с, так і по енергооб'єкту в цілому (виділення власного споживання від споживання субабонентом), установку інтервалу опитування ЛЕ з цифровим виходом, установку тимчасових інтервалів для обробки інформації, що приймається від електролічильників з імпульсними

виходами (обчислення усереднених півгодинних значень потужностей, формування добових графіків), установку поточних значень часу і дати, автоматичну зміну сезонів (кількість сезонів визначається діючими НТД), автоматичний перехід на зимовий/літній час.

ЛУЗОД також повинен забезпечувати: вихід в локальну обчислювальну мережу, передачу даних по комунікаційних каналах до центрів збору і обробки інформації (основним та резервним), можливість безпосереднього параметрування із застосуванням переносного комп'ютера (через оптопорт) або через вбудовану клавіатуру і табло, вироблення поточного часу з похибкою не більше 5-и секунд на добу, збереження даних, фіксацію часу зникнення живлення як за наявності зовнішнього живлення, так і при повному знеструмлення пристрою (не менше 60 діб), а також мати можливість автоматичного переходу на джерело резервного живлення, Ж 4.3.5 сумарну внесену похибку обчислення енергії і потужності не більше 0.05% по каналу обліку і не по групі обліку 0.1%.

Вихідні дані повинні супроводжуватися позначкою часу і ознакою достовірності. Мінімальна глибина зберігання даних ЛУЗОД за поточний і попередній розрахунковий період – не менше 60 діб. Інформація про факти несанкціонованого доступу повинна бути ідентифікована та збережена.

У тому разі, коли учасник або користувач системи змушені за дійсно екстреної ситуації зірвати пломбу для отримання доступу до обладнання, це має бути повідомлено ОМ або ООКО за першої нагоди, проте у будь-якому разі не пізніше наступного робочого дня. Після цього ОМ або ООКО повинні домовитися про інспектування системи комерційного обліку й, пересвідчившись в її задовільному стані і в тому, що екстрена ситуація дійсно мала місце, знову опломбувати систему комерційного обліку й поінформувати РР і, якщо доцільно, - системного оператора про ці обставини. ОМ або ООКО повинні виконати цю роботу за фіксовану плату, викладену в їх опублікованому розрахунку витрат.

Якщо ніякого повідомлення не було зроблено, а пломби пізніше будуть виявлені зірваними, то всі дані обліку, починаючи з останньої дати, коли пломби були зафіксовані наявним на своїх місцях, будуть позначені як підозрілі з подальшим проведенням розслідування.

Вимоги до режимів функціонування АСОЕ

Режим Функціонування АСОЕ – безперервний, круглодобовий, забезпечуючий автоматичне і оперативне (в масштабі реального часу) наповнення бази даних. Повинна бути передбачена робота в наступних режимах:

- * штатний режим функціонування (режим 1) – всі компоненти системи справні і працюють (на всі компоненти, передбачаючи живлення, подається живлення з необхідними характеристиками: канали зв'язку працюють з передбаченими характеристиками і т.д.);

- * аварійний режим (режим 2) – окремі компоненти, або частина компонентів вийшла з ладу, чи вийшла із ладу частина каналів зв'язку;

- * повірочний режим (режим 3) – частина працюючого (і нормально функціонуючого) обладнання виводиться на термін із складу АСОЕ з метою перевірки і при необхідності заміни;

- * режим модернізації (режим 4) – розширюється склад технічних і програмних засобів, або проводиться їх модернізація.

Робота АСОЕ в одному з вище перерахованих режимів (1 - 4), в цілому не повинна припинятися. Тобто вихід із ладу окремих компонентів системи не повинен впливати на роботу інших компонент. При цьому розуміються тільки ті випадки, коли про аварійний стан компонента можна судити по його системі діагностики, або на компонент не подається передбачене живлення.

У випадку виходу з каналів зв'язку (в режимах 2-4) первинна інформація щодо комерційного обліку повинна автоматично відновлюватися у всіх компонентах системи після відновлення працездатності каналів зв'язку.

Для повірочного режиму (режим 3) повинні бути передбачені механізми заміни лічильників і вимірювальних трансформаторів.

У випадку модернізації(режим 4) повинна зупинятися робота інших компонентів, якщо вона не передбачена відповідними інструкціями або вимогами техніки безпеки.

Запитання для самоперевірки

1. Які основні функції ЛУЗОД?
2. Назвіть основні функції програмного забезпечення АСОЕ.
3. Що означає «журнал подій»?
4. Види захисту програмного забезпечення АСОЕ від несанкціонованого доступу.

5. Які застосовуються види захисту бази даних АСОЕ споживача?
6. Вимоги до ЛУЗОД.
7. Коли і ким проводиться параметризація ЛУЗОД?
8. Які існують режими функціонування АСОЕ?
9. Вимоги до режимів функціонування АСОЕ.

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Лист НКРЕ України від 23.10.2007г. № 6170/19/17-07 «Щодо порядку узгодження технічної документації та впровадження ЛУЗОД (АСКОЕ) на електроустановках споживачів (на заміну листа НКРЕ України від 01.07.2005 № 01-39-19/2917)».
2. «Концепція побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку» затверджена 17.04.2000г. на спільному засіданні НТР Міненерго і НКРЕ України, погодженої з Держстандартом України листом №2009/5-3 от 22.05.1997г.
3. «Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії» НКРЕ № 1349 від 19.10.98 (Додаток №10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії).
4. «Концепція легалізації програмного забезпечення та боротьби з нелегальним його використанням» затверджена 15 травня 2002 р. № 247-р КМ України.
5. «Порядок атестації програмного забезпечення засобів вимірювальної техніки». Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики. Затверджено Наказ Держспоживчстандарту України 14.02.2006 №32.
6. «Положення про Реєстр виробників та розповсюджувачів програмного забезпечення». ДП НДІ «Система».
7. Закон України від 16.10.1997_575/97-ВР «Про електроенергетику» зі змінами
8. ГОСТ 34.201-89 Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем» (Види, комплектність та позначення документів при створенні автоматизованих систем)

9. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированная система управления. Общие требования (Автоматизовані системи управління. Загальні вимоги).
10. ГОСТ 34.602-89 Техническое задание на создание автоматизированной системы (Технічне завдання на створення автоматизованої системи).
11. ДСТУ 2861-94 Аналіз надійності. Основні положення
12. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення
13. ДСТУ 4551: 2006 Пломби індикаторні. Стійкість до маніпулювання, фальсифікації та підробки. Вимоги та методи випробувань
14. ДСТУ 2864-94 Надійність техніки. Експериментальне оцінювання та контроль надійності. Основні положення
15. ДСТУ 3004-95 Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними
16. ДСТУ 1.3:2004 Національна стандартизація. Правила побудови, викладення, оформлення, погодження, прийняття та позначання технічних умов
17. ДСТУ 2681-94 Метрологія. Терміни та визначення
18. ДСТУ 3540-97 Електронні засоби вимірювальної техніки для електричних та магнітних величин. Терміни та визначення
19. ДСТУ 2226-93 Автоматизовані системи. Терміни та визначення
20. ДСТУ 5003.2:2008 Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Терміни та визначення понять
21. ДСТУ 5003.1:2008 Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Загальні положення
22. ГОСТ 34.601-90 Автоматизированные системы. Стадии создания
23. ДСТУ 2863-94 Надійність техніки. Програма забезпечення надійності. Загальні вимоги
24. ГОСТ 27.410-87 Надежность в технике. Методы контроля надежности и планы контрольных испытаний на надежность

- 25.ІЕС 60044-1:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 1.
Трансформаторы тока
- 26.ДСТУ ІЕС 61038:2002 Вимірювання електричні. Тарифікація і контроль навантаження. Особливі вимоги до реле часу
- 27.ДСТУ ІЕС 60687:2004 Лічильники активної електроенергії змінного струму. Класи точності 0,2S та 0,5S